

## Análisis de fatiga comparativo para una turbina eólica: Gain Scheduling PI vs Control LPV.

Bernabé Ibáñez, Fernando A. Inthamoussou, Hernán De Battista.

Grupo de Control Aplicado (GCA), Instituto LEICI (UNLP - CONICET), Facultad de Ingeniería,  
Universidad Nacional de La Plata, C.C.91 (1900) La Plata, Argentina.  
[bernabe.ibanez@ing.unlp.edu.ar](mailto:bernabe.ibanez@ing.unlp.edu.ar).

**Introducción:** En la actualidad, la energía eólica está entre los recursos renovables más competitivos a nivel mundial [1]. El tamaño de las turbinas eólicas está en un proceso de continuo crecimiento. A medida que las turbinas son más grandes, se utilizan materiales más livianos y flexibles, que hacen necesario controlar las cargas mecánicas a las que se exponen. En particular, la posible falla debida al daño por fatiga a lo largo de la vida útil resulta crítica a la hora de diseñar una turbina eólica [2]. El daño debido a fatiga en una turbina eólica está estrechamente relacionado con la estrategia de control utilizada [3].

Existe una tendencia notable a investigar la reducción de cargas, tanto en fatiga como también la reducción de las cargas extremas. En los últimos años se han explorado distintas técnicas de control con el objetivo de reducir las cargas en las turbinas eólicas. Entre ellas se pueden mencionar el Control Predictivo basado en Modelos (MPC) [3, 4], y reducción de cargas cíclicas con Controladores Individuales de Flap y de Pitch [5, 6].

El objetivo de este trabajo es contar con una herramienta de análisis de cargas para poder comparar y verificar la fatiga resultante entre diferentes controladores. Para esto se generaron scripts basados en la Norma de la IEC [7], capaces de llevar a cabo todas las simulaciones necesarias para realizar el análisis de fatiga. Las herramientas de software utilizadas corresponden a las desarrolladas por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y son: FAST [8], MLife [9] y TurbSim [10]. El proceso fue realizado para la turbina controlada mediante el controlador Gain Scheduling Proporcional Integral (GSPI) definido en [11] y para el controlador Lineal de Parámetros Variables (LPV) definido en [12].

**Estrategias de control analizadas:** La turbina de 5MW del NREL se corresponde con una configuración clásica de velocidad y pitch (to feather) variables. En este tipo de turbinas, el enfoque clásico de control utiliza dos sistemas básicos: un controlador de par del generador de la turbina y otro de pitch colectivo. Los dos controladores están diseñados para trabajar por separado la mayor parte del tiempo.

Tanto el sistema de control propuesto por el NREL como el controlador LPV siguen la misma línea, utilizando una curva de par versus velocidad de rotación como la de la Fig. 1. Esta estrategia de control contempla tres regiones principales.

En la Región 1, el controlador de pitch se encuentra saturado en el valor óptimo de pitch y el controlador de par tiene como objetivo la máxima extracción de potencia.

La Región 2 es una región de transición entre los dos sistemas de control principales. Esta región es crítica ya que en ella se limita la velocidad de rotación, pero no se la mantiene fija, y al mismo tiempo se controla el par del generador.

En la Región 3 el controlador de pitch actúa regulando la velocidad de rotación de la turbina para mantenerla en su valor nominal, mientras el controlador de par lo mantiene constante en su valor nominal. En esta región, el controlador de pitch para el primer caso es un GSPI

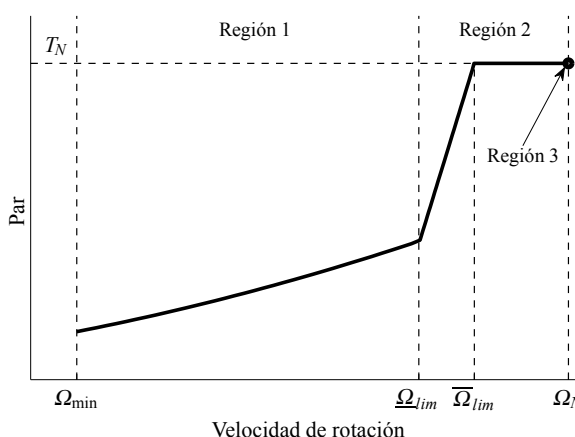


Figura 1: Par del generador vs velocidad de rotación de la turbina para las distintas regiones de operación.

de ganancia variable (Gain Scheduling, GS), mientras que en el segundo caso se utiliza un controlador LPV. Ambos sistemas utilizan además un compensador Anti-windup para la zona de transición. El compensador Anti-Windup para el primer controlador es un compensador clásico, mientras que en el segundo está implementado utilizando técnicas de diseño LPV [12].

**Análisis de Fatiga:** La falla por fatiga resulta de una acumulación de daño debido a cargas oscilantes. Para calcular este daño, las cargas se separan en ciclos de histéresis individuales, tomando pares de mínimos y máximos locales (algoritmo conocido como Rain-flow counting (RFC), [13]). Cada uno de estos ciclos de carga es caracterizado por su valor medio y amplitud. Se asume que el daño de cada ciclo se acumula linealmente de acuerdo a la Regla

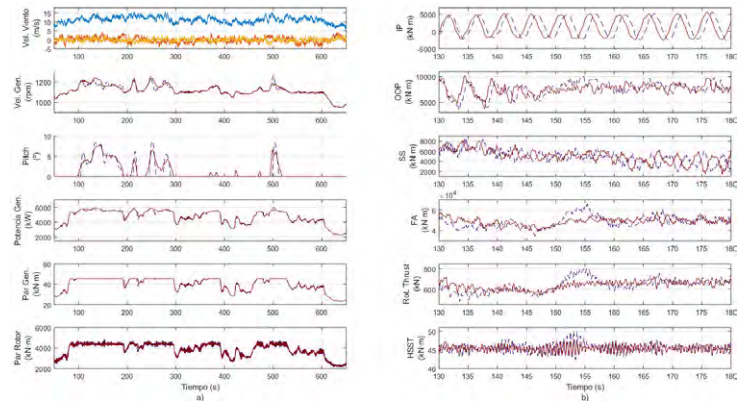


Figura 2: Respuesta de la turbina a un viento turbulento con  $\bar{v} = 11 \text{ m/s}$ . LPV en línea sólida roja, GSPI en línea a trazos violeta.

de Palmgren-Miner (conocida comúnmente como Regla de Miner) [14]:  $\sum_i \frac{n_i}{N_i} = \frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \dots + \frac{n_m}{N_m} = D$ , donde  $N_i$  es el número de ciclos de amplitud  $L_i$  que produce la falla,  $n_i$  es la cantidad de ciclos de amplitud  $L_i$  a la que se expuso la estructura,  $M$  la cantidad de niveles de carga y  $D$  es la tasa de daño (en adelante, daño).

Es importante notar que aunque la Regla de Miner asume que la falla en la estructura se dará cuando el daño sea igual a uno ( $D = 1$ ), el estudio realizado por Veers [15] muestra que el daño calculado en el momento de la falla, varía ampliamente para turbinas eólicas. De esta forma, las turbinas pueden fallar para valores de  $D$  entre 0.79 y 1.53. Esto implica que pueden encontrarse, e incluso deberían esperarse, diferencias entre las predicciones de daño y el tiempo de vida de una turbina hasta en un factor de dos.

La cantidad de ciclos necesarios para la falla ( $N_i(\cdot)$ ) de un componente expuesto a una carga oscilatoria, cuya amplitud y valor medio se mantienen en valores constantes,  $L_i^{AF}$ , y  $L_i^{MF}$ , respectivamente, se modela como una función que depende de estos dos parámetros. Esto es conocido como Curva S-N (o Curva de Wöhler): estrés versus número de ciclos para la falla. Así,  $N_i(\cdot)$  se puede expresar como:  $N_i = \left( \frac{L^{ult} - |L^{MF}|}{\frac{1}{2} L_i^{AF}} \right)^m$ , donde  $L^{ult}$  (Ultimate Load) es la carga máxima que puede soportar el componente, (idealmente el componente no se debería exponer a esta carga en la práctica), y  $m$  es el exponente de Wöhler que depende del componente bajo estudio. Se utilizaron valores de  $m = 10$  para las palas y  $m = 4$  para la torre [5]. A los efectos de tener en cuenta que los ciclos de fatiga no ocurren alrededor de un valor medio constante, sino que en la práctica se encuentran sobre un espectro variable, se aplica la corrección de Goodman, con un exponente de Goodman  $c = 1$ :

$L_i^{AF} = L_i^A \left( \frac{L^{ult} - |L^{MF}|}{L^{ult} - |L_i^A|} \right)^c$ , donde ahora  $L_i^A$  es la amplitud del  $i$ -ésimo ciclo de carga oscilante

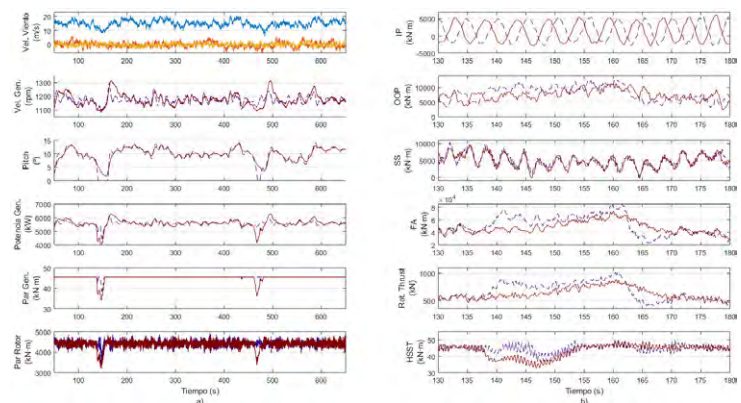


Figura 3: Respuesta de la turbina a un viento turbulento con  $\bar{v} = 15 \text{ m/s}$ . LPV en línea sólida roja, GSPI en línea a trazos violeta.

alrededor de un valor medio igual a  $L^M$ .

En la práctica, con el objetivo de estimar el daño a lo largo del tiempo de vida de la turbina, se utilizan varias series temporales alrededor de cada media de viento. Para realizar esta estimación, se simula a la turbina por un tiempo limitado, notablemente menor que el tiempo de vida de la turbina, pero suficiente para que las cargas analizadas en estas series temporales puedan extrapolarse y ser representativas de las cargas a las que se expone la turbina en toda su vida útil [7]. Con este objetivo, las ecuaciones anteriores se reescriben:

$$D_j^{Life} = \sum_i \frac{n_{ji}^{Life}}{N_{ji}} \quad D^{Life} = \sum_j D_j^{Life}, \quad N_{ji} = \left( \frac{L_{ji}^{ult} - |L_{ji}^{MF}|}{\frac{1}{2} L_{ji}^{AF}} \right)^m \quad L_{ji}^{AF} = L_{ji}^A \left( \frac{L_{ji}^{ult} - |L_{ji}^{MF}|}{L_{ji}^{ult} - |L_{ji}^M|} \right), \text{ donde } D_j^{Life} \text{ es el daño extrapolado al tiempo de vida de la turbina, debido a la } j\text{-ésima serie temporal, } n_{ji} \text{ es el número de ciclos extrapolado, } N_{ji} \text{ el número de ciclos para la falla y } L_{ji}^A \text{ es la amplitud alrededor de un valor medio de carga } L_{ji}^M \text{ para el } i\text{-ésimo ciclo de la } j\text{-ésima serie temporal [9].}$$

MLife utiliza como archivos de entrada las series temporales generadas por FAST. En particular, para realizar el análisis de fatiga a lo largo de la vida útil de la turbina, la Norma de la IEC [7] establece que deben obtenerse 6 series temporales de 10 minutos cada una, para cada media de viento. Además, la Norma también identifica distintos escenarios, llamados Design Load Case (DLC) que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar una turbina eólica. Hay distintos grupos de DLC, entre ellos se encuentran: producción normal de energía y con fallas, arranque de la turbina, apagado, apagado de emergencia. Además, dentro de cada grupo, se listan distintas condiciones a analizar, como por ejemplo: modo de turbulencia normal (analizando cargas extremas por un lado, y fatiga por otro), cambio de dirección del viento, ráfagas de viento con un retorno de 1 y 50 años, entre otras.

MLife extrapola de distinta forma la fatiga resultante de las series temporales, dependiendo del DLC indicado. En este trabajo se analiza el DLC 1.2: Producción de energía en el modo de turbulencia normal, análisis de fatiga [9].

Con el objetivo de poder realizar comparaciones entre diferentes espectros de carga, se definen las DEL. Una DEL es una carga de amplitud y frecuencia constantes (alrededor de un valor medio establecido), de forma tal que, aplicada al mismo componente y durante el mismo tiempo, produzca el mismo daño que el espectro de cargas variables que se está analizando.

En particular se define una DEL para cada serie temporal analizada:  $D_j = \sum_i \frac{n_{ji}}{N_{ji}} = \frac{n_j^{eq}}{N_j^{eq}} \quad n_j^{eq} = f^{eq} T_j, \quad N_j^{eq} = \left( \frac{L_{ji}^{ult} - |L_{ji}^{MF}|}{\frac{1}{2} DEL_j} \right)^m$ , donde  $D_j$  es el daño de la serie temporal  $j$ ,  $n_j^{eq}$  la cuenta de ciclos equivalentes de  $j$ ,  $N_j^{eq}$  el número equivalente de ciclos para la falla de la serie temporal  $j$ ,  $T_j$  el tiempo de simulación de la serie,  $f^{eq}$  la frecuencia elegida y  $DEL_j$  es la DEL correspondiente a la serie temporal  $j$ , alrededor de una media fija  $L^{MF}$ .

MLife permite obtener una DEL alrededor de una media igual a cero, eligiendo  $L^{MF} = 0$ . También permite calcular la media de la carga a lo largo de la serie temporal, y utilizarla para calcular la DEL centrada en ella. En este trabajo se calculará la DEL con valor medio igual a

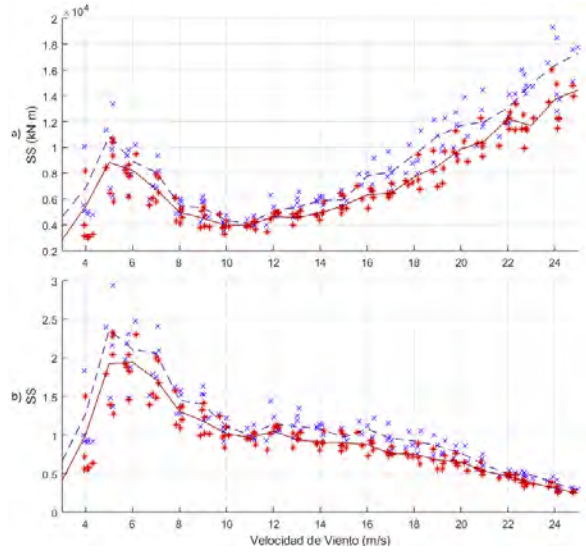


Figura 4: Tower Base Side-to-side Bending Moment. PI en línea a trazos y cruces (violeta), LPV línea sólida y asteriscos (rojo). a) DEL de cada serie temporal, y de cada media de viento. b) DEL normalizadas y pesadas por la distribución anual de viento.

cero, para poder comparar en forma apropiada entre los dos casos analizados.

**Resultados y Discusión:** En este trabajo se considera que el viento anual tiene una distribución de Rayleigh con media igual a  $8,5 \text{ m/s}$  y una turbulencia de Clase B. Se analiza el DLC 1.2 de la Norma de la IEC [7]: funcionamiento normal de la turbina con vientos turbulentos.

Cuadro 1: Reducción de daño LPV/PI

Cargas de la turbina	Reducción de daño [%]
Tower Base Side-to-side Bending Moment	45.03
Tower Base Fore-aft Bending Moment	21.45
High Speed Shaft Torque	26.73
Blade Root In Plane Bending Moment	12.22
Blade Root Out of Plane Bending Moment	75.2

El proceso descrito en la primera sección se realiza para dos casos: un controlador GSPI estándar [11] y el controlador LPV definido en [12].

*Simulaciones:* Las simulaciones fueron realizadas sobre la turbina de 5MW definida por el NREL en [11] con vientos turbulentos tridimensionales con valor medio de velocidad de la componente principal entre 3 y 25 m/s, y de 0 m/s para las otras dos componentes. Se utilizó un paso de 1m/s. Se generaron 6 archivos para cada velocidad de viento media utilizando el software Turbsim [10] que utiliza el modelo de Kaimal, uno de los aceptados por el IEC [7]. Se simuló la turbina de 5MW en su configuración On-Shore y todos los grados de libertad activados, utilizando el software FAST [8].

Se ejecutaron en total 138 simulaciones para cada controlador. La Fig. 2 (a) presenta la respuesta de la turbina a un perfil de viento turbulento con velocidad media igual a la velocidad de viento nominal de la turbina. Resulta interesante ver el comportamiento de la turbina alrededor de esta velocidad media de viento ya que los controladores se encuentran trabajando en la región de transición. Es por esto que el par no se mantiene constante. Aún así, se puede observar que ambos sistemas de control están funcionando correctamente, regulando la velocidad de la turbina alrededor de su velocidad nominal de rotación, con el controlador de pitch actuando cuando la velocidad del viento supera la nominal de la turbina.

En la Fig. 2 (b) se muestra el comportamiento de las cargas analizadas en este trabajo para el mismo perfil de viento. De arriba hacia abajo: Blade Root In Plane Bending Moment (IP), Blade Root Out of Plane Bending Moment (OOP), Tower base Side-to-side Bending Moment (SS), Tower base Fore-aft Bending Moment (FA), Rotor Thrust y High Speed Shaft Torque (HSST). Se observa que el comportamiento del IP es aproximadamente el de una senoide con frecuencia principal alrededor de 0.2 Hz. Esta frecuencia se corresponde con la frecuencia conocida como 1P, que es frecuencia principal asociada a la velocidad de rotación de la turbina. El hecho de que en esta carga se observe esta frecuencia se debe a que el peso de las palas predomina frente al resto de las fuerzas que producen esta carga. Por este mismo motivo es que no se aprecian casi diferencias entre los dos controladores. En el OOP se puede observar que la amplitud de los ciclos para el controlador LPV es en general menor que la del controlador GSPI. Esta misma tendencia se ve para el resto de las cargas.

En la Fig. 3 la componente principal de viento tiene una velocidad media de  $15 \text{ m/s}$ . Con esta velocidad de viento, el par del generador se encuentra la mayoría del tiempo en su valor nominal, y el controlador de pitch actuando constantemente con el fin de regular la velocidad de rotación de la turbina (Fig. 3 a)). En la Fig. 3 b) se puede apreciar mejor la diferencia entre los dos controladores. Se observa que, en el OOP, tanto la amplitud de los ciclos de carga como su valor medio son menores para el controlador LPV. En el SS se ve que la turbina con ambos controladores tiene respuestas similares en amplitud y valor medio de carga, pero la curva del LPV es más suave, dando lugar a un menor número de ciclos, lo que resultará en una menor fatiga. El segundo controlador bajo estudio presenta una notable mejora respecto al primero en el FA, se ven claramente ciclos de menor amplitud, y con valores extremos menores. Se observa además una clara mejora en el segundo controlador para el HSST.

*Comparación de cargas:* En las Fig. 4, 5 y 6 se pueden ver las DEL calculadas para los SS,



FA, HSST, IP y OOP. En la Fig. 4 (a) se observan las DEL para el SS sin tener en cuenta la distribución de viento anual, y en la Fig. 4 (b) pesadas por una distribución de Rayleigh de media anual de viento  $8,5\text{ m/s}$  y normalizadas con respecto a la DEL obtenida con la turbina simulada a la velocidad de viento nominal y el controlador GSPI. En a) se puede ver claramente que las DEL para el controlador LPV están por debajo de las calculadas para el controlador GSPI en todo el rango de velocidades de viento, con un pico local en  $v = 5\text{ m/s}$  que puede estar relacionado con un modo de oscilación natural de la torre. En la Fig. 4 b) se observa que, considerando la distribución de Rayleigh, la DEL calculada con  $v = 5\text{ m/s}$  se transforma en el pico global, debido a la baja probabilidad de ocurrencia de las velocidades de viento más altas.

En la Fig. 5 se muestran las DEL obtenidas para el resto de las cargas analizadas en este trabajo, y en la Fig. 6 se pueden ver las DEL ahora pesadas con la distribución de viento y normalizadas, para las mismas variables. En el FA se observa un pico alrededor de  $v = 6\text{ m/s}$ , cercano al visto para el SS, que aumenta su influencia al considerar la distribución de viento. En general, se puede observar que para velocidades de viento menores a la correspondiente al punto de operación nominal de la turbina, los dos controladores dan resultados muy similares, pero, a partir de la zona de transición, y en adelante, las DEL obtenidas para el controlador LPV están por debajo de las del controlador GSPI para todas las cargas analizadas. Para el HSST podemos ver un pico alrededor de  $v = 10\text{ m/s}$ , muy próximo a la zona de transición, similar al OOP que tiene su máximo entre  $v = 12\text{ m/s}$  y  $v = 16\text{ m/s}$ .

**Daño:** Para realizar el análisis de daño, y como no se conoce la  $L^{ult}$  de cada componente, se elige su valor de forma tal que el daño para el tiempo de vida resulte alrededor de  $D_{PI}^{Life} = 0,75$  para la turbina simulada con el controlador GSPI. Fijando este valor de  $L^{ult}$  se logra garantizar que, en condiciones normales de operación, la turbina no falle antes de cumplida su vida útil. Luego, utilizando el mismo  $L^{ult}$  se realiza el análisis para el segundo controlador. En la Tabla 1 se puede observar la reducción porcentual del daño a lo largo del tiempo de vida de la turbina con el controlador LPV, respecto del GSPI, y para cada una de las cargas analizadas. Esto es:  $C_k = \frac{D_{k,LPV}^{Life}}{D_{k,PI}^{Life}}$ ,  $R_k = (1 - C_k) * 100$ , donde  $R_k$  representa la reducción del daño extrapolado al tiempo de vida y  $C_k$  es el cociente adimensional

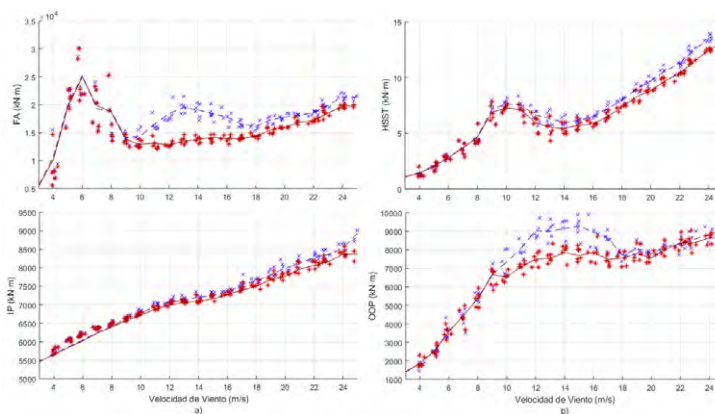


Figura 5: DEL de cada serie temporal en cruces (asteriscos), y de cada media de viento en línea a trazos (sólida) para el controlador GSPI (LPV) en color violeta (rojo). Arriba, de izquierda a derecha: Tower Base Fore-aft Bending Moment, High Speed Shaft Torque. Abajo: Blade Root In Plane y Blade Root Out of Plane Bending Moments.

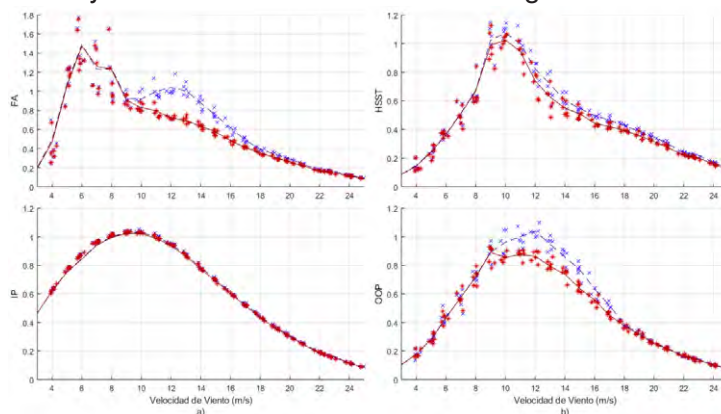


Figura 6: DEL pesadas con una distribución de viento Rayleigh con velocidad media  $8,5\text{ m/s}$  y normalizadas. Se grafican para cada serie temporal en cruces (asteriscos) y para cada media de viento en línea a trazos (sólida) para el controlador GSPI (LPV) en color violeta (rojo). Tower Base Fore-aft Bending Moment, High Speed Shaft Torque, Root In Plane y Root Out of Plane Bending Moments.

entre el daño extrapolado al tiempo de vida de la turbina para el controlador LPV ( $D_{k,LPV}^{Life}$ ) y el mismo para el controlador GSPI ( $D_{k,PI}^{Life}$ ), para cada carga evaluada  $k$ .

En todas las cargas analizadas, la extrapolación de daño de la turbina resultó menor con el controlador LPV. En particular, la mejora es notable para OOP y SS, con reducciones de 75 % y 45 %, respectivamente. Tanto HSST como FA mostraron mejoras moderadas, de 26 % y 21 %, respectivamente. Para el IP, se redujo el daño en un 12 %. Esta reducción es menor que la obtenida para el resto de las cargas debido a que, como se observó en las simulaciones, la carga determinística (el momento debido al peso de las palas) predomina sobre la parte estocástica.

**Conclusiones:** Del análisis realizado se puede concluir que el controlador LPV presenta un mejor desempeño frente al GSPI clásico en todo el rango de velocidades de viento. Esto se traduce en una reducción de las cargas mecánicas y por lo tanto, en un incremento de la vida útil de la turbina. Los resultados obtenidos para la reducción del daño extrapolado al tiempo de vida de la turbina del LPV frente al GSPI son notables, llegando hasta un 45 % en la torre, y hasta un 75 % en las palas. Estas mejoras se logran sin necesidad de cambiar la topología de control, ni de medir nuevas variables, además de que el LPV es un controlador cuya síntesis se realiza offline, sin agregar demasiada complejidad extra de diseño e implementación.

A futuro, el objetivo es diseñar controladores que incluyan mediciones de otras variables de la turbina, como la aceleración de la torre, para reducir aún más estas cargas. Este mismo análisis se podrá aplicar para evaluar las mejoras y comparar con controladores similares que no incluyan estas mediciones.

**Agradecimientos:** Este trabajo fue financiado por UNLP (11/I216), ANPCyT (PICT 2015-3586) y CONICET (PIP 112-201501-00837).

## Referencias

- [1] IRENA, "Renewable power generation costs in 2017," International Renewable Energy Agency, Tech. Rep., 2018.
- [2] H. J. Sutherland, "On the fatigue analysis of wind turbines," Sandia National Laboratories, United States, Tech. Rep., 1999. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/servlets/purl/9460>
- [3] A. Körber, "Extreme and fatigue load reducing control for wind turbines: A model predictive control approach using robust state constraints," Ph.D. dissertation, Fakultät III - Prozesswissenschaften der Technischen Universität Berlin, 2014.
- [4] W. H. A. Lio, *Blade-Pitch Control for Wind Turbine Load Reductions*. Springer-Verlag GmbH, 2018.
- [5] L. Bergami and N. K. Poulsen, "A smart rotor configuration with linear quadratic control of adaptive trailing edge flaps for active load alleviation," *Wind Energy*, vol. 18, no. 4, pp. 625–641, feb 2014.
- [6] L. Bernhammer, G. Kuik, and R. De Breuker, "Fatigue and extreme load reduction of wind turbine components using smart rotors," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 154, pp. 84–95, Jul. 2016.
- [7] I. E. Commission, "Iec 61400-1: Wind turbines part 1: Design requirements," International Electrotechnical Commission, Tech. Rep., 2005.
- [8] J. Jonkman and M. Buhl, "Fast user's guide," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2005.
- [9] G. J. Hayman, "Mlife theory manual," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2012.
- [10] B. Jonkman, "Turbsim," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2016. [Online]. Available: <https://nwtc.nrel.gov/TurbSim>
- [11] J. Jonkman, S. Butterfield, M. Musial, and W. Scott, "Definition of a 5-mw reference wind turbine for offshore system development," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2009. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf>
- [12] F. A. Inthamoussou, F. D. Bianchi, H. D. Battista, and R. J. Mantz, "Lpv wind turbine control with anti-windup features covering the complete wind speed range," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 1, pp. 259–266, 2014.
- [13] S. D. Downing and D. F. Socie, "Simple rainflow counting algorithms," *International Journal of Fatigue*, vol. 4, no. 1, pp. 31–40, Jan. 1982. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0142112382900184>
- [14] A. A. Miner, "Cumulative damage in fatigue," *ASME, Vol.* 67, 1945.
- [15] *Simplified fatigue damage and crack growth calculations for wind turbines*, vol.-1, Jan. 1988.